

# 新能源市场交易大势所趋，静待消纳改善 和电价扰动弱化

公用事业 · 电力

投资评级：优于大市（维持评级）

证券分析师：黄秀杰  
021-61761029  
huangxiujie@guosen.com.cn  
S0980521060002

证券分析师：郑汉林  
0755-81982169  
zhenghanlin@guosen.com.cn  
S0980522090003

证券分析师：李依琳  
010-88005029  
liyilin1@guosen.com.cn  
S0980521070002

联系人：崔佳诚  
021-60375416  
cuijiacheng@guosen.com.cn

- 新能源发电上网电价、消纳因素对项目收益率的影响路径之一是市场化交易，通过对多地2024年电力市场交易方案进行梳理发现：1) 多数地区明确要求新能源参与市场交易，部分地区要求新能源全电量参与市场化交易；2) 新能源装机占比较低/电力消纳较好的地区新能源可根据需要参与市场交易，鼓励支持新能源参与绿电交易；3) 新能源参与电力现货市场、峰谷电价机制、市场化交易电量增加等因素影响新能源发电项目上网电价，从日内电力现货价格走势、峰谷时段设置来看，光伏发电项目上网电价受影响更大；4) 新能源发电市场化交易过渡机制开始试点，《2024年广西电力市场交易实施方案》提出，广西电网地市级及以上电力调度机构调管的**集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制**。
- **新能源发电参与市场交易大势所趋**，2022年1月国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确提出到2030年，新能源全面参与市场交易。当前，新能源市场化交易电量占比持续增加，2023年新能源市场化交易电量6845亿KWh，占新能源发电量的比例为47.3%，同比增加8.9pct；在新能源市场化交易电量增加的过程中，为降低电价波动对新能源发展的影响，过渡机制有待出台。中电联发布《新能源参与电力市场相关问题研究报告》提出，建立适应新能源特性的市场机制推动新能源逐步进入市场交易，建立政府授权的中长期差价合约机制。
- **政府授权合约**为电力市场差价合约的一种，以政府为对手方，与发电企业签订量、价合约，在一定程度上补偿发电企业的发电成本，并抑制市场力和加强市场竞争，降低电价波动对发电企业的影响。广西在2024年电力市场交易中开始试点政府授权合约，广西工信厅、发改委联合发布《关于明确新能源发电企业政府授权合约价格有关事宜的通知》提出，集中式风电、光伏发电企业参与电力市场化交易新能源发电企业市场电量政府授权合约价格为**0.38元/KWh**（广西煤电基准价为0.4207元/KWh），电价降低对新能源项目收益率带来一定影响，但同时降低了电价波动风险，有助于激励新能源项目投资和推动新能源交易市场化发展。
- **电价分化，盈利稳健，未来盈利或有所波动**。对新能源发电相关上市公司2023年年报进行梳理发现，2019-2023年期间，各公司风电上网电价较为稳定，而光伏上网电价呈下降趋势；虽然风电、光伏上网电价分化，但从盈利能力指标来看，新能源发电相关公司的盈利表现稳健，未来由于各地新能源市场化交易政策变化，新能源项目上网电价存有一定不确定性，可能会使得新能源发电企业盈利情况有所波动。
- **投资建议**：新型电力系统加快建设背景下，新能源将逐步成为主体电源，装机容量将不断增加，当前新能源消纳、电价等因素对项目收益率有一定影响，新能源资产自然资源禀赋/消纳水平较好的公司盈利更为稳定；长期来看，大基地新能源项目外送通道建设推进、就地消纳水平提升使得消纳水平改善，市场化逐步落地后电价端扰动有限，新能源盈利有望趋于稳定。建议关注火电转型发展新能源的**福能股份、国电电力、华能国际**，新能源发电运营龙头**三峡能源、龙源电力**、存量风光资产优质且未来成长性较好的**金开新能**以及电力体制改革“源网荷储”相关标的**广西能源**。
- **风险提示**：电价下调，政策变化风险，绿电消纳水平下降，新能源项目建设投运不及预期。

- [ 01 ] 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设
- [ 02 ] 多地电力市场交易方案有何特点？
- [ 03 ] 新能源市场化发展的过渡方式：政府授权合约机制
- [ 04 ] 新能源盈利整体表现平稳，未来可能有所波动
- [ 05 ] 风险提示

# 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设

- 自2002年5号文发布以来，电力体制改革持续推进，在电力市场、电力市场主体多元化、电价市场化、电力交易市场化、输配电价改革等方面取得积极进展。当前，随着“双碳”目标政策推进，新能源装机容量和发电量占比持续提升，对电力系统平衡带来挑战，亟需采取市场化机制促进电力系统平衡，保障新能源消纳和“双碳”目标政策有效落地。
- 2023年7月11日，中央深改委第二次会议召开，审议通过了《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》等文件，会议强调要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，保障国家能源安全。此次《意见》出台意味着新一轮电改启动，主要任务聚焦于构建新型电力系统。
- 2024年5月23日，国家领导人在山东济南召开企业和专家座谈会，座谈会上，国电投董事长、党组书记刘明胜等9位企业和专家代表先后发言，就深化电力体制改革等提出意见建议。

表1：电力体制改革主要政策文件梳理

时间	文件	发布机构	主要内容
2002年2月	《关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5号）	国务院	实施厂网分开，重组发电和电网企业；实行竞价上网，建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、开放的区域电力市场，实行新的电价机制；制定发电排放的环保折价标准，形成激励清洁能源发展的新机制；开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局；继续推进农村电力管理体制的改革。
2015年3月	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	中共中央、国务院	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究。
2023年7月	《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》	中央深改委	加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重。要健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新。要推动有效市场同有为政府更好结合，不断完善政策体系，做好电力基本公共服务供给。

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

# 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设

• **新型电力系统含义：**根据《新型电力系统发展蓝皮书》，新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，**以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务**，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大基本特征。

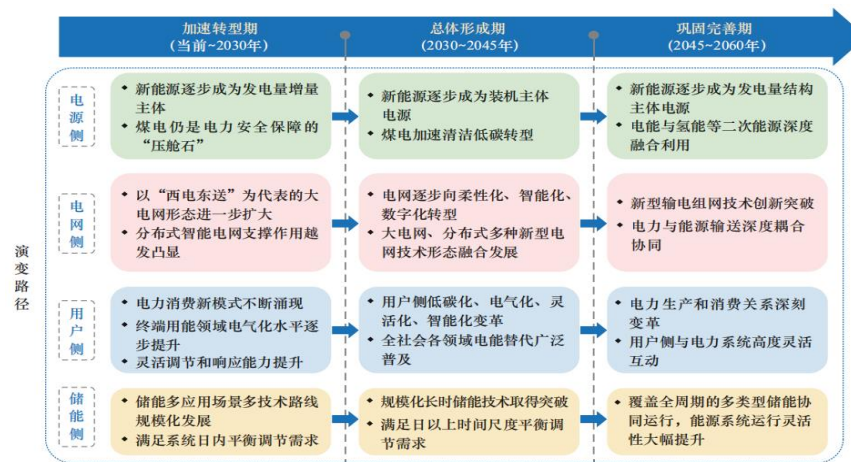
• 《新型电力系统发展蓝皮书》提出，新型电力系统建设分为加速转型期（当前-2030年）、总体形成期（2030-2045年）、巩固完善期（2045-2060年）三个阶段，根据《新型电力系统发展蓝皮书》，对新型电力系统建设三个阶段的主要路径整理如下：

➤ **加速转型期（当前-2030年）：**电源侧非化石能源发电快速发展，**新能源逐步成为发电量增量主体**，同时煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型；电网侧以西电东送为代表的跨省跨区通道规模进一步扩大，配电网有源化发展以及分布式智能电网快速发展；用户侧终端用能电气化水平持续增长，灵活调节和响应能力提升；储能侧多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。此外，**全国统一电力市场体系基本形成，促进新能源发展，并激发各类灵活性资源调节能力。**

➤ **总体形成期（2030-2045年）：**电源侧**新能源逐渐成为主体电源**，煤电加快清洁低碳转型；电网侧柔性化、智能化、数字化发展转型，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，大电网、分布式智能电网等融合发展；用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革，全社会各领域电能替代广泛普及，虚拟电厂等用户侧优质调节资源参与电力需求响应市场化交易；储能侧规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。

➤ **巩固完善期（2045-2060年）：**电源侧**新能源逐步成为发电量结构主体电源，电能与氢能等二次能源深度融合利用**，煤电等传统电源转型为系统调节性电源，新一代先进核电技术实现规模化应用；电网侧低频输电、超导直流输电等新型技术实现规模化发展，交直流互联的大电网与主动平衡区域电力供需、支撑能源综合利用的分布式智能电网等多种电网形态广泛并存，打造出输电—输气一体化的“超导能源管道”；用户侧构建以电氢协同为主的终端用能形态，与电力系统高度灵活互动；储能侧储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，大幅提升能源系统运行灵活性。

图1：新型电力系统建设“三步走”发展路径



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

图2：新型电力系统图景展望



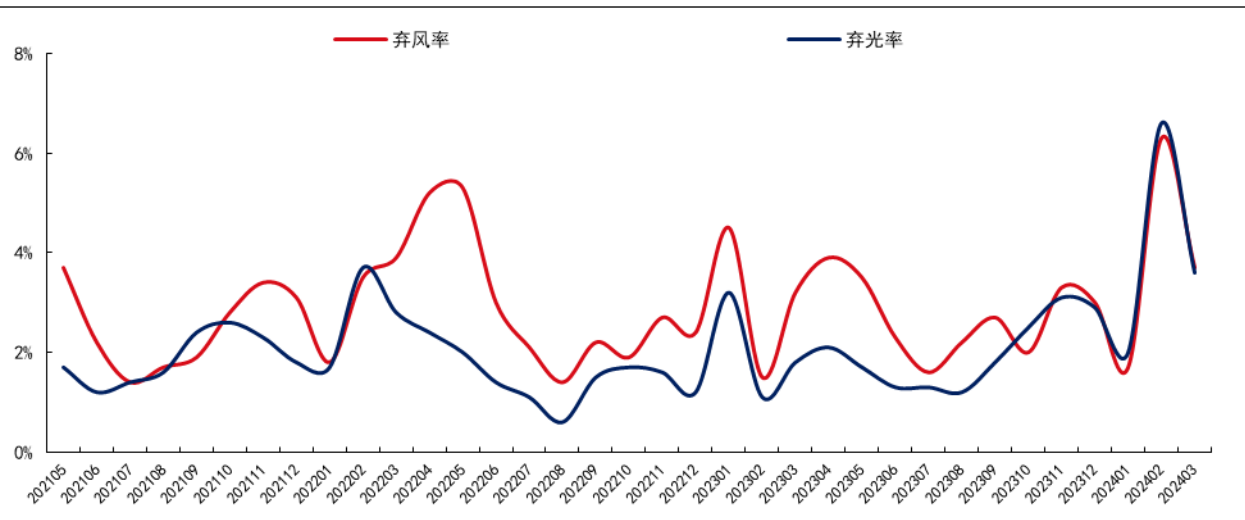
资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

- [ 01 ] 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设
- [ 02 ] 多地电力市场交易方案有何特点？
- [ 03 ] 新能源市场化发展的过渡方式：政府授权合约机制
- [ 04 ] 新能源盈利整体表现平稳，未来可能有所波动
- [ 05 ] 风险提示

# 多地电力市场交易方案有何特点？

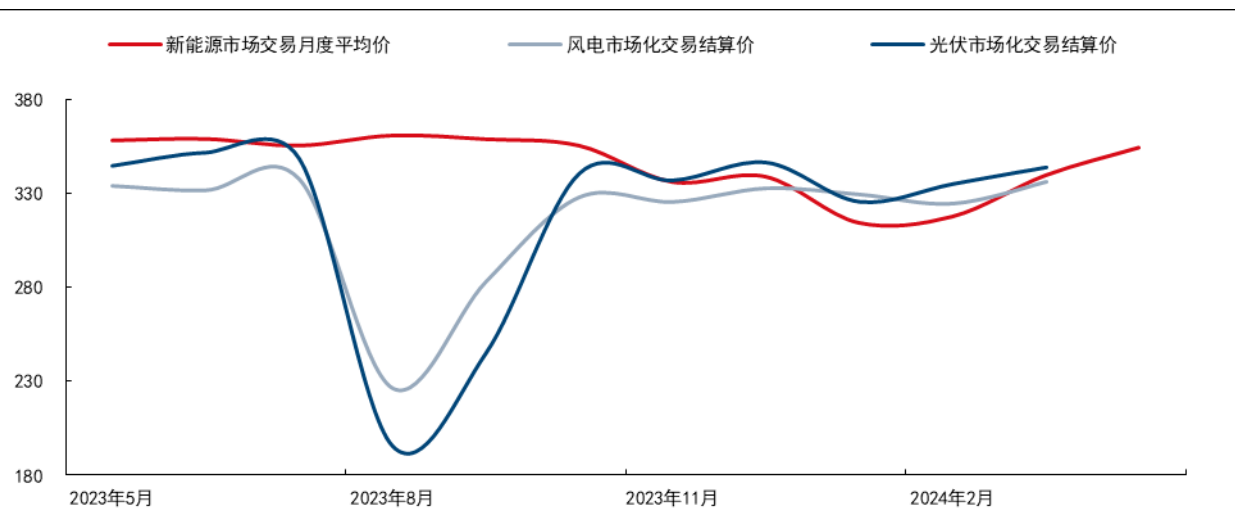
- 资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，电价、消纳问题引起市场担忧。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配，以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配，导致随着新能源并网规模持续增加，西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况，风光新能源消纳面临挑战，弃风弃光率开始上升，新能源参与市场化交易电量的电价呈下行趋势，部分地区电力现货市场出现负电价现象，对新能源项目收益率带来一定影响。2024年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。
- 新能源参与市场化交易电量占比提升，2023年新能源市场化交易电量6845亿KWh，占新能源发电量的比例为47.3%，同比增加8.9pct；目前，新能源可参与电力中长期交易、电力现货市场、绿电绿证交易、碳交易等，不同地区新能源参与市场化交易的市场类别、数量、定价机制存在差别，通过对2024年各地电力市场交易方案进行梳理，明确各地新能源参与的市场种类和定价机制，以及市场化交易对新能源项目收益率的影响机制。

图3：国内新能源弃风弃光率变化情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图4：陕西省新能源市场化交易电价变化（元/MWh）



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

# 多地市场交易方案有何特点？

- ◆ 新能源以参与电力现货市场交易的方式参与电力市场交易，如广东能源局、国家能源局南方监管局发布的《关于2024年电力市场交易有关事项的通知》明确提出，自2024年1月起，省内220kV及以上电压等级的中调调管风电站、光伏电站全部作为市场交易电源，参与现货市场交易、适时参与中长期市场交易（含绿电交易）；在交易申报、出清方面，报量报价、报量不报价的方式均存在；电力现货价格受电力市场供需影响较大，光伏出力与用电负荷时间错配，日内光伏出力时点用电供需较为宽松，对应电力现货价格低于燃煤标杆电价。

表2：各地新能源市场化交易政策政策梳理

地区	政策文件	具体内容
广东	《广东能源局 国家能源局南方监管局关于2024年电力市场交易有关事项的通知》、《广东新能源参与电力市场交易指引》	<ul style="list-style-type: none"> <li>按照《广东省新能源试点参与电力现货市场交易方案》等有关要求，<b>自2024年1月起，省内220kV及以上电压等级的中调调管风电站、光伏电站全部作为市场交易电源，参与现货市场交易、适时参与中长期市场交易（含绿电交易）</b>；参加绿电交易的发电企业准入条件按广东可再生能源交易最新规则执行。根据广东省可再生能源交易最新规则，进入现货市场的新能源可同时参与绿电交易。原则上已参与现货市场的新能源发电企业不得退出。</li> <li>新能源场站采用<b>“报量报价”模式全电量参与现货市场申报、出清</b>，按“基数电量+现货偏差电量”的方式开展结算。</li> </ul>
山东	《山东电力市场规则（试行）》	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>新能源场站（含配建储能）以场站为单位报量报价参与现货市场。</b>新能源场站（含配建储能）以预测出力的<math>\alpha_{\text{市场}}</math>%报量报价参与现货市场出清，其实际上网电量曲线的<math>\alpha_{\text{非市场}}</math>%按照政府批复价格结算。本规则中部分电量参与市场新能源场站<math>\alpha_{\text{市场}}</math>%暂取10%、<math>\alpha_{\text{非市场}}</math>%暂取90%；全电量参与市场新能源场站<math>\alpha_{\text{市场}}</math>%取100%、<math>\alpha_{\text{非市场}}</math>%取0。</li> <li>现阶段，<b>暂未参与现货市场的新能源发电主体，应视为价格接受者参与电力现货市场出清</b>，可按原有价格机制进行结算，并与其他经营主体共同按市场规则公平承担相应的不平衡费用。</li> <li>新能源场站（含配建储能）按自愿原则选择参与中长期电能量市场。</li> </ul>
山西	山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发《电力市场规则体系（V14.0）》的通知	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>新能源企业应在每年末向调度机构一次性申报下一年度每个月选择参与政府定价电量分配的意愿，申报截止后下一年度内不得修改或调整。</b>年内入市的新能源企业应在当月完成该年度剩余月份各月是否选择参与政府定价电量分配的申报。</li> <li><b>新能源场站按照“报量不报价”的方式参与现货交易。</b>每日8:00前，在现有功率预测系统中申报次日96点发电预测曲线、不申报价格。电力交易中心平台具备条件后，新能源场站在向调度机构申报功率预测曲线的基础上，还需向交易平台申报次日96点的交易曲线，将功率预测曲线申报与交易曲线申报解耦。</li> <li>具备条件时，允许新能源场站按年度自主选择以“报量报价”方式参与现货市场，未选择“报量报价”方式时，仍可按照“报量不报价”方式参与现货市场。选择“报量报价”方式时，新能源场站需在0至装机容量之间自行选择3-10段进行量价曲线申报，并仍可按规则参与政府定价电量分配。现货市场出清计算时，在满足安全约束条件的基础上，按照价格优先原则安排各主体发电空间，<b>当火电和新能源报价相同时，优先安排新能源出清</b>；新能源出清出力不超过该时段申报的功率预测出力。新能源因报价原因引起的弃限电不纳入统计。</li> <li>市场化机组以省内现货市场节点电价作为省内现货电能量市场结算价格，以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格。</li> </ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理



# 多地电力市场交易方案有何特点？

- ◆ 新能源参与市场化交易且执行峰谷电价机制，新能源参与市场化交易提出电量比例要求；在光伏发电出力较大的时段，多为谷电时段，电价下浮幅度较大。
- 宁夏：为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，新能源价格浮动比例提升至30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价（0.2595元/KWh），峰段交易申报价格不低于平段价格的130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的70%，光伏发电对应峰段价格下限0.337元/KWh，谷段价格上限为0.182元/KWh，光伏出力较多时段均为谷时段（9:00-17:00）；
- 甘肃：新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价（0.3078元/KWh），对应峰段、平段、谷段价格分别为0.462/0.308/0.154元/KWh，光伏出力较多的时段9:00-11:00为平时段、11:00-17:00为谷时段。

表3：各地新能源市场化交易政策梳理

地区	政策文件	具体内容
宁夏	《宁夏回族自治区发展改革委关于做好2024年电力中长期交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 促进新能源区内高效消纳。进一步优化交易时段，增加尖峰、深谷时段，<b>实现分时段组织、分时段计量、分时段结算，以时段交易价格引导用户主动削峰填谷</b>，充分发挥市场作用，促进新能源高效消纳。</li> <li>• 为引导市场主体形成合理分时段交易价格，根据《自治区发展改革委关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》（宁发改价格〔管理〕〔2021〕602号），结合宁夏电网电力时段性供需情况，将24小时时段归为峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）三类，具体为：峰时段：7:00-9:00，17:00-23:00；谷时段：9:00-17:00；平时段：0:00-7:00，23:00-0:00。</li> <li>• <b>用户与新能源交易：用户（含售电公司、电网企业代理购电，下同）与新能源开展集中竞价交易，采用统一边际价格出清。</b>根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2023年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2023〕569号）下达的2024年宁夏非水可再生能源电力消纳责任权重预期目标值测算，<b>新能源暂按照不低于上年上网电量的40%（新并网场站参考同地区、同类型场站上网电量）参与年度交易。</b>年中新并网新能源机组可通过多月、月度和旬交易完成40%电量比例要求。</li> <li>• 用户与新能源交易价格：为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，<b>新能源价格浮动比例提升至30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的70%。</b>新能源峰段价格上浮比例不高于谷段价格下浮比例。考虑高耗能用户与非高耗能用户不同交易价格上限，用户与新能源峰段交易申报价格不超过基准电价的1.5倍。单笔交易中风电峰、平、谷三段申报电量均不低于总申报电量的20%。</li> </ul>
甘肃	甘肃省发改委 工信厅 国家能源局甘肃监管办公室《甘肃省2024年省内电力中长期年度交易组织方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于2023年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2023〕569号）明确，2024年甘肃非水可再生能源电力消纳责任权重指标不低于23.2%。为保障我省非水可再生能源电力消纳责任权重指标完成，2024年年度交易各电力用户与新能源发电企业成交电量占比不得低于其总需求电量的23.2%。</li> <li>• 发电侧：2024年省内电力中长期年度交易发电侧按新能源、水电、火电类别分批组织。第一批次组织新能源年度交易，以集中竞价、双边协商交易方式组织，其中集中竞价交易按用户类别分时段分序列组织，双边协商交易按不同用户类别分序列组织。</li> <li>• 交易出清：集中竞价交易：<b>按24个电量时间段分别进行边际出清计算，形成对应的边际价格和出清电量，根据峰、平、谷三个时段对应的各时间段边际电价的加权平均价作为峰、平、谷各时段的出清电价形成最终无约束交易结果，经调度安全校核后形成有约束交易结果。</b>双边协商交易：交易双方通过自主协商确定交易意向，通过交易平台申报和确认后达成无约束交易结果，经调度安全校核后形成有约束交易结果。</li> <li>• 新能源发电交易价格机制：依据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发改委会进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）要求，<b>新能源企业峰、谷、平各段交易基准价格为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价。</b>电力用户与新能源企业交易时均执行国家明确的新能源发电价格形成机制。时段划分：电采暖用户：依据《甘肃省发展和改革委员会进一步完善清洁取暖价格支持政策有关事项的通知》（甘发改价格〔2021〕488号）明确的取暖用电峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、18:00至24:00；平段为0:00至1:00、5:00至7:00、9:00至11:00、17:00至18:00；谷段为1:00-5:00、11:00-17:00。执行峰谷分时电价机制的其他用户：依据《甘肃省发展和改革委员会进一步完善我省分时电价机制的通知》（甘发改价格〔2021〕721号）明确的工商业用户峰谷时段执行：其中峰段为7:00至9:00、17:00至23:00；平段为23:00至24:00、0:00-7:00；谷段为9:00-17:00。</li> </ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

# 多地电力市场交易方案有何特点？

◆ 新能源参与市场化交易且执行峰谷电价机制，明确参与市场化交易电量/等效利用小时数之外的新能源参与市场化交易，参与市场交易的电量比例较高。

表4：各地新能源市场化交易政策梳理

地区	政策文件	具体内容
广西	广西壮族自治区工信厅、发改委 国家能源局南方监管局《2024年广西电力市场交易实施方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>广西电网地市级及以上电力调度机构调管的燃煤、燃气、核电发电企业，集中式风电（不含海上风电项目）、集中式光伏参与市场化交易；丰水期期间视情况放开水电发电企业参与市场化交易。<b>集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，集中风电发电企业等效利用小时数为800小时，集中式光伏企业等效利用小时数为500小时。</b>纳入国家可再生能源补贴项目清单范围内的风电、光伏发电项目参与市场化交易的，相关电量补贴资金按照国家有关规定执行。</li> <li><b>发电企业采用“基准价+上下浮动”的上网电价机制，按照峰段、平段、谷段三个时段分别形成分时段交易价格。</b>燃煤发电企业平段交易价格上下限分别为核定上网电价上下浮20%，<b>其他发电企业平段交易价格可在核定上网电价基础上上浮20%，价格下限最低为0；峰段交易价格上下限为各自平段交易价格上下限的1.15倍；谷段交易价格上下限为各自平段交易价格上下限的0.85倍。</b>价格具体浮动幅度由市场交易形成。风电、光伏核定上网电价（含税）为420.70元/MWh，峰段交易价格上下限为580.57-0元/MWh，平段交易价格上下限为504.84-0元/MWh，谷段交易价格上下限为429.11-0元/MWh。</li> </ul>
河北	河北省发改委《冀北电网2024年电力中长期交易工作方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>冀北调管220千伏及以下火电厂（不含自备电厂）、入市的新能源发电企业和冀北区华北调管火电厂，以及京津唐电网其他电厂。已接入冀北电网运行、取得发电业务许可证的新能源发电企业，可自愿向冀北电力交易中心提交入市申请，冀北电力交易中心将其纳入市场交易范围。冀北新能源市场化交易优先保障冀北电力用户绿电交易需求，如有剩余可开展外送交易。</li> <li>新能源交易上限：新能源企业年度分月、月度交易上限，暂按前三年（2020-2022年）分地市当月平均利用小时的50%确定（平价新能源项目按60%确定），配建调相机的项目交易上限按1.3倍执行。市场主体按照交易时段申报电量、电价。交易电价为发电侧上网电量电价（不含容量电价），<b>交易申报时段为尖峰、峰、平、谷（现货市场运行后月度交易细化到日24时段），发电企业每个交易单元申报的分时段总量应符合典型曲线峰谷比例要求（按照2023年直接交易用户分季节用电峰谷比例）。</b></li> </ul>
青海	青海省能源局《关于开展2024年电力市场交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>年度市场交易合同签约电量达到市场化总量的75%，新能源年度交易电量规模80%</b>，多月、月度及月内交易合同电量占25%。做好分时段交易机制与峰谷分时电价政策衔接，<b>中长期分时段交易光伏发电峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于20%形成</b>（储能电站充电、绿电制氢等能量转换对应交易电量下浮不低于65%）；<b>其他电源峰、谷电价在平电价的基础上分别上浮不低于63%、下浮不低于65%形成。</b>分时段交易划分为峰、平、谷时段，其中峰时段为8：00-9：00、19：00-23：00（5个小时），低谷时段为11：00-16：00（5个小时），其余时段为平时段。</li> </ul>
新疆	新疆维吾尔自治区2024年电力中长期交易实施方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>年度双边直接交易售方为满足交易准入条件的火电企业（含煤电、气电、油电、生物质发电、资源综合利用发电等）、新能源企业、水电企业。</li> <li><b>购售双方先申报平时段电价。峰时段报价下限为平时段价格×（1+P峰），谷时段报价上限为平时段价格×（1-P谷），尖峰时段报价下限为平时段价格×（1+P尖），深谷时段报价上限为平时段价格×（1-P深谷）。</b>高峰时段8小时：8：00—11：00，19：00—24：00；平时段8小时：11：00—13：00，17：00—19：00，0：00—4：00；低谷时段8小时：4：00—8：00，13：00—17：00。</li> </ul>
内蒙古	内蒙古自治区能源局《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li>发电企业：符合电力市场入市条件的蒙西电网现役燃煤机组、风电（暂不含分散式风电）及光伏发电（暂不含分布式光伏和扶贫光伏）项目，可按要求直接参与市场。</li> <li>发电电量53亿千瓦时（折算利用小时数300小时）、特许权项目28亿千瓦时（折算利用小时数2000小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目2000小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外风电项目所发电量均参与电力市场。初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时（折算利用小时数250小时），领跑者项目26亿千瓦时（折算利用小时数1500小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外光伏发电项目所发电量均参与电力市场。</li> <li>新能源交易：<b>新能源交易按照年度、月度、月内等周期组织，执行峰平谷分时段价格</b>，按照享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏、不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏分别组织开展。享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格，交易申报价格不得低于2023年享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏项目区内平均成交价格，后期可根据交易组织情况适当调整。不享受可再生能源补贴风电、不享受可再生能源补贴光伏优先开展双边协商交易，协商交易结束后，未成交以及未参与协商交易电量可以参加挂牌交易，挂牌交易价格在蒙西地区燃煤发电基准价的基础上浮动不超过10%。自治区明确支持的战略性新兴产业电力用户在新能源竞价交易中优先成交。</li> </ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

# 多地电力市场交易方案有何特点？

- ◆ **新能源参与市场化交易，根据并网时间先后给予不同比例电量给予电价补偿，按照清洁能源市场规则交易结算。**云南省发改委、云南省能源局发布的《关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》提出，2024年1月1日—6月30日全容量并网的光伏项目月度上网电量的65%、7月1日—12月31日全容量并网的光伏项目月度上网电量的55%在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价；2024年1月1日—6月30日全容量并网的风电项目月度上网电量的50%、7月1日—12月31日全容量并网的风电项目月度上网电量的45%在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价。新增合规新能源项目（2021年1月1日—2024年12月31日全容量并网的项目）全电量参与清洁能源市场，**并按照清洁能源市场规则进行交易和结算。**
- ◆ **新能源直接参与市场交易，价格机制与水电相同。**四川省经信厅、发改委、能源局、国家能源局四川监管办公室发布的《四川省2024年省内电力市场交易总体方案》提出，风电、光伏发电企业优先发电量以外的电量，须直接参与市场交易；**风电、光伏市场电量的交易电价参照水电交易电价的市场化价格机制形成，限价范围与水电相同；**水电年度交易参与分月交易电价，按以下方式确定交易价格上下限：**丰水期交易电价下限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后下浮40%，上限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后的价格；平水期、枯水期交易电价上下限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后上下浮20%。**年度交易采取全年综合交易电价的，按以下方式确定交易价格上下限：交易价格上限=（丰水期交易电量占比x丰水期交易电价上限）+（平水期交易电量占比x平水期交易电价上限）+（枯水期交易电量占比x枯水期交易电价上限）；交易价格下限=（丰水期交易电量占比x丰水期交易电价下限）+（平水期交易电量占比x平水期交易电价下限）+（枯水期交易电量占比x枯水期交易电价下限）。

表5：各地新能源市场化交易政策政策梳理

地区	政策文件	具体内容
云南	云南省发改委 云南省能源局《关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li>上网电价机制：（一）2021年1月1日—2023年12月31日全容量并网的项目，继续执行2023年上网电价机制。（二）<b>2024年1月1日—6月30日全容量并网的光伏项目月度上网电量的65%、7月1日—12月31日全容量并网的光伏项目月度上网电量的55%在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价。</b>（三）<b>2024年1月1日—6月30日全容量并网的风电项目月度上网电量的50%、7月1日—12月31日全容量并网的风电项目月度上网电量的45%在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价。</b></li> <li>电价疏导方式：新增合规新能源项目（2021年1月1日—2024年12月31日全容量并网的项目）<b>全电量参与清洁能源市场，并按照清洁能源市场规则进行交易和结算，上网电价超过清洁能源市场均价的部分由全体工商业用户按用电量等比例分摊。</b>已发电但未全容量并网的，月度上网电量暂按清洁能源市场月度交易均价结算，待全容量并网后，根据全容量并网时间对差额部分进行清算。</li> </ul>
四川	四川省经信厅 发改委 能源局 国家能源局四川监管办公室《四川省2024年省内电力市场交易总体方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>有序推动新能源发电企业参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的促进作用，增加市场化发电能力供给。<b>风电、光伏发电企业优先发电量以外的电量，须直接参与市场交易</b>（指发电企业直接向供电公司或电力用户售电，下同）。</li> <li>风电、光伏市场电量交易方式：<b>风电、光伏发电企业保量保价电量及绿电交易电量以外的上网电量，须直接参与市场交易形成价格</b>，保量保价电量原则上采用相对均衡方式在全年下达。电力用户在打捆购入非水电量后，其余电量通过直接交易购入风电、光伏市场电量的交易方式与水电相同。</li> <li>交易电价：<b>风电、光伏市场电量的交易电价参照水电交易电价的市场化价格机制形成，限价范围与水电相同。</b>水电年度交易参与分月交易电价，按以下方式确定交易价格上下限：<b>丰水期交易电价下限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后下浮40%，上限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后的价格；平水期、枯水期交易电价上下限为原水电标杆上网电价278.2元/MWh按水期浮动后上下浮20%。</b>年度交易采取全年综合交易电价的，按以下方式确定交易价格上下限：交易价格上限=（丰水期交易电量占比x丰水期交易电价上限）+（平水期交易电量占比x平水期交易电价上限）+（枯水期交易电量占比x枯水期交易电价上限）；交易价格下限=（丰水期交易电量占比x丰水期交易电价下限）+（平水期交易电量占比x平水期交易电价下限）+（枯水期交易电量占比x枯水期交易电价下限）。</li> </ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

# 多地电力市场交易方案有何特点？

- ◆ **新能源可参与市场化交易**，如《安徽电力中长期交易实施方案（2024年版）》提出，新能源发电企业可根据需要参与市场交易；《2024年浙江省电力市场化交易方案》将自愿入市的风电、光伏企业纳入市场化电源；
- ◆ **鼓励新能源参与绿电交易，获取环境溢价**。江苏发改委 国家能源局江苏监管办公室发布的《关于开展2024年电力市场交易工作的通知》提出新能源参与绿电交易的电量要求，并明确绿电交易价格不设限制；《安徽省2024年绿色电力交易实施方案》提出，参加绿电交易的发电企业为集中式平价上网的风电和光伏发电企业，绿色电力交易价格包含电能量价格和绿色环境权益（绿色电力证书）价格，由市场主体通过市场化交易方式形成。其中，绿色环境权益价格应反映绿色电力的环境价值，不设上限，且需大于零。

表6：各地新能源市场化交易政策政策梳理

地区	政策文件	具体内容
江苏	江苏发改委 国家能源局江苏监管办公室《关于开展2024年电力市场交易工作的通知》	<ul style="list-style-type: none"><li>• 公用燃煤、燃气、核电，光伏、风电（平价及主动承诺放弃绿电交易电量补贴的带补贴项目）等省内各类发电机组，山西阳城电厂、华东区域统配机组、特高压直流配套电源等区外电源，可参与中长期交易。</li><li>• 光伏、风电：考虑风光发电预测的不确定性，为提高绿电合同履约比例，集中式光伏年度绿电交易电量不超过900小时、集中式风电绿电年度交易电量不超过1800小时。分散式风电、分布式光伏需要具备绿证核发条件并申请成功后，可参加月内绿电交易。绿电交易价格不设限制。</li></ul>
浙江	浙江省发展改革委 浙江能源监管办 浙江省能源局关于印发《2024年浙江省电力市场化交易方案》的通知	<ul style="list-style-type: none"><li>• 放开燃煤发电、风电和光伏发电，确保市场化用户可交易规模平衡。市场化电源：符合国家基本建设审批程序并取得电力业务许可证（发电类）的省统调燃煤、宁夏来电、皖电送浙机组，自愿入市的风电和光伏发电企业。</li><li>• 风电光伏：无补贴的风电和光伏发电可参与绿电交易，鼓励有补贴的风电和光伏发电企业（综合补贴和绿电交易价格等因素）与电力用户自主协商参与绿电交易。绿电交易电量全部为中长期交易电量。</li></ul>
安徽	《安徽电力中长期交易实施方案（2024年版）》、《安徽省2024年绿色电力交易实施方案》	<ul style="list-style-type: none"><li>• 新能源发电企业可根据需要参与市场交易，参与市场交易前需取得发电业务许可证，完成市场准入注册。绿色电力交易与新能源电能量交易纳入统一中长期交易范畴，具体参与交易方式另行制定。新能源发电企业开展市场化交易时也应明确交易曲线，交易曲线由交易双方参考气象预测、自身特性和交易公告中公布的典型曲线等自行协商确定。</li><li>• 参加绿电交易的发电企业为集中式平价上网的风电和光伏发电企业，参与交易前需取得发电业务许可证，完成市场准入注册。绿色电力交易价格包含电能量价格和绿色环境权益（绿色电力证书）价格，由市场主体通过市场化交易方式形成。其中，绿色环境权益价格应反映绿色电力的环境价值，不设上限，且需大于零。</li></ul>
福建	福建省发展和改革委员会 国家能源局福建监管办公室关于印发《2024年福建省电力中长期市场交易方案》的通知	<ul style="list-style-type: none"><li>• 省调统调集中式风电机组部分上网电量参与市场交易。市场合约外的风电、光伏发电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电。省调统调的风电机组交易电力规模：约220亿千瓦时。</li><li>• 双边协商交易的交易价格由交易双方自主协商确定；集中竞价交易、挂牌交易的交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格为准；滚动撮合交易每成交对的交易价格为购、售双方申报价格的算术平均值。</li></ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

# 多地电力市场交易方案有何特点？

- ◆ 湖南、辽宁、陕西、贵州等省份新能源全电量参与市场化交易，并通过市场交易形成结算电价。黑龙江省根据电源结构特点，将煤电发电权转让给风电、光伏，燃煤发电机组出让发电权价格分别参照风电、光伏发电年度中长期外送电平均交易价格具体由双方自主协商确定。

表7：各地新能源市场化交易政策梳理

地区	政策文件	具体内容
湖南	湖南省发改委《2024年湖南省电力市场中长期交易方案》	<ul style="list-style-type: none"><li>• 我省统调供应燃煤（含煤矸石）发电厂、风电和集中式光伏电站（不含扶贫项目）均不安排优先发电计划，通过市场交易获得电量。湖南电网统调燃煤（含煤矸石）、风电、集中式光伏电站、生物质和垃圾等其他新能源发电企业全部电量进入电力市场交易。</li></ul>
陕西	陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省2024年电力中长期市场化交易实施方案》的通知	<ul style="list-style-type: none"><li>• 纳入规划的集中式风电、光伏发电及统调水电电量优先用户保障居民、农业用电量（含线损电量）的部分，执行相应政府批复定价，保障居民、农业用电量（含线损电量）以外的部分原则上全部进入市场，执行市场化合同价格。</li><li>• 年度水电和常规新能源交易采用自主挂牌的模式开展，水电和新能源发电企业自主挂牌电量和电价，批发购电市场主体（含售电公司、批发用户、电网企业代理购电）摘牌。<b>常规新能源发电企业在省内中长期交易中申报的交易价格不超过陕西电网燃煤基准价。</b></li></ul>
贵州	贵州省能源局发布关于《贵州省新能源参与电力市场交易管理办法（试行）》的通知	<ul style="list-style-type: none"><li>• 新能源发电企业参与市场化交易包括绿色电力交易、新能源电能量交易，绿色电力交易分为直接交易和认购交易。新能源电能量交易是指新能源发电企业与电力用户（售电公司）以电能量为标的，依据规则开展的市场化交易。</li><li>• 绿色电力交易、新能源电能量交易采用双边协商、集中竞价、挂牌、竞拍、认购交易等方式组织开展，并按照年度（含多月）交易为主、月度交易为补充的原则进行。风电发电企业申报电量上限为企业机组容量乘以1800小时的120%；光伏发电企业申报电量上限为企业机组容量乘以1100小时的120%。</li><li>• 双边协商交易价格（绿色电力交易电价分电能量价格和环境溢价）由发电企业、电力用户（售电公司）自主协商确定。集中竞价交易、挂牌交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格（绿色电力交易电价分电能量价格和环境溢价）为准。竞拍价格以成交结果为准。分时电价机制。交易合同价格由购售电双方协商确定，峰谷分时电价按照相关规定执行。参与绿色电力交易、新能源电能量交易的电力用户（售电公司）全电量参与分时段交易，批发交易全部带曲线申报。</li></ul>
黑龙江	黑龙江省发改委发布《关于做好黑龙江省2024年电力市场交易的通知》	<ul style="list-style-type: none"><li>• 平价（含低价）的风电、光伏发电保障性小时数暂分别按1950小时、1300小时确定，剩余电量全部进入市场交易，<b>其他风电、光伏发电全部进入市场交易。</b></li><li>• 按照国家电力市场化改革相关要求，结合我省当前电源结构特点，为充分发挥燃煤发电机组支撑、调节作用，更好的促进新能源消纳，按燃煤发电机组优先成交，再将部分发电权转让给风电、光伏发电的交易方式，继续实现用户侧风（光）火捆绑。各燃煤发电机组在完成20%发电权转让的基础上，可根据自身调节能力，在保障电力安全稳定供应的前提下，以出让方式提高发电权转移比例，出让比例最高不超过5%，发电权转让总量不超过优先成交电量的25%。风电、光伏发电保障性电量外的剩余电量，可通过与燃煤发电机组进行合同电量受让交易获得发电权，燃煤发电机组出让发电权价格分别参照风电、光伏发电年度中长期外送电平均交易价格，具体由双方自主协商确定。</li></ul>
辽宁	辽宁工信局 辽宁发改委《2024年辽宁省电力市场化交易工作方案》	<ul style="list-style-type: none"><li>• 除水电机组，生物质发电机组，非燃煤火电机组（不含抚顺新钢10万千瓦CCPP机组），分布式新能源，结算电价（不含财政补贴）高于煤电基准价的风电机组外，其他发电机组上网电量原则上均应参与市场交易。风电、光伏机组优先发电安排参照（2024年辽宁省保障性优先发电电力电量平衡方案），优先发电以外的上网电量，全部上网电量参与省内电力市场交易和跨省外送交易。</li><li>• 电能量交易电价为通过电力市场交易形成的电价。年度交易采用双边协商、挂牌等方式开展，年度双边交易，申报各时段电量、电价；年度挂牌交易由挂牌方申报各时段电量、电价，摘牌方只申报电量，按各时段摘牌电量出清，同批次交易某时段挂牌电量不足，等比例缩减。</li></ul>

资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

# 多地电力市场交易方案有何特点？

## ◆ 授权合约机制

- 河南：省内风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求，剩余新能源电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理，上网电价执行我省基准价，与市场化用户形成授权合约，优先其它交易电量结算。
- 广西：广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。

表8：各地新能源市场化交易政策梳理

地区	政策文件	具体内容
河南	河南省发展和改革委员会 国家能源局河南监管办公室《关于河南省2024年电力交易有关事项的通知》	<ul style="list-style-type: none"> <li>省内燃煤发电电量原则上全部进入市场，按照《关于印发河南省优化工业电价若干措施的通知》（豫发改价管〔2023〕679号）文件有关要求，积极推动新能源电量参与中长期交易。</li> <li><b>省内风电、光伏电量优先满足居民、农业用电需求。剩余新能源电量按照政府授权中长期合约（简称授权合约，下同）纳入电力中长期交易管理，上网电价执行我省基准价，与市场化用户形成授权合约，</b>优先其它交易电量结算。年度交易中，文件下发5个工作日内，省电力公司将2024年度各自然月剩余新能源电量规模提交交易机构，通过交易平台向市场主体发布。交易机构按照市场化用户季度用电量占比进行均衡分解，形成市场化用户的年度授权合约电量。分时段交易电力用户的授权合约曲线暂按照全天均衡原则进行分解。其中：市场化用户季度内各月授权合约电量=市场化用户季度用电量占比×季度内各月剩余新能源电量规模。市场化用户季度用电量占比=该市场化用户最近三个月用电量之和÷全部市场化用户最近三个月用电量总量。2024年一季度对应的最近三个月用电量指2023年9—11月实际用电量，后续季度依次类推。年度交易中，暂按照一季度市场化用户电量占比分解形成2024年各月授权合同电量，后续季度据实调整。季度、月度新能源电量参与交易流程按照年度交易流程开展。每季度最后一个自然月15号前，省电力公司将次季度各月剩余新能源电量的调整规模提交交易机构。每月20号前，省电力公司将次月剩余新能源电量的调整规模提交交易机构。授权合约按照合同电量和电力用户实际用电量“两取小”的原则优先结算。</li> </ul>
广西	广西壮族自治区工信厅、发改委 国家能源局南方监管局《2024年广西电力市场交易实施方案》	<ul style="list-style-type: none"> <li>广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。<b>参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。</b></li> <li>合约价格：核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业政府授权合约价格由自治区另行明确。</li> <li>对标价格：政府授权合约对标价格为标的月各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格。</li> <li>结算原则： <ul style="list-style-type: none"> <li>（1）各发电企业自主参与市场交易，确定交易电量、交易价格等信息，按照市场交易规则及有关规定进行结算。发电企业结算费用=市场化结算费用+政府授权合约差价费用。</li> <li>（2）当对标价格大于等于合约价格时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-对标价格）×Kc，Kc=发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格（Kc四舍五入保留3位小数，下同），暂定Kc最小取值为0.9。</li> <li>（3）当对标价格小于合约价格时，Kc=对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格，在政府授权合约执行初期：当Kc≥1时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-对标价格）×Kc，暂定Kc最大取值为1.1。当Kc&lt;1时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格）。</li> </ul> </li> </ul>

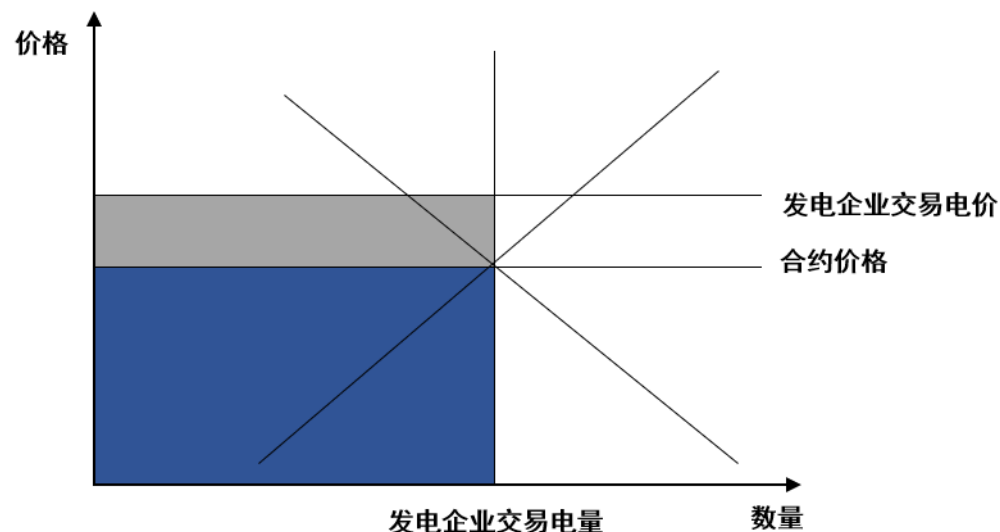
资料来源：各地发改委、国信证券经济研究所整理

- [ 01 ] 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设
- [ 02 ] 多地电力市场交易方案有何特点？
- [ 03 ] 新能源市场化发展的过渡方式：政府授权合约机制
- [ 04 ] 新能源盈利整体表现平稳，未来可能有所波动
- [ 05 ] 风险提示

# 何为政府授权合约？

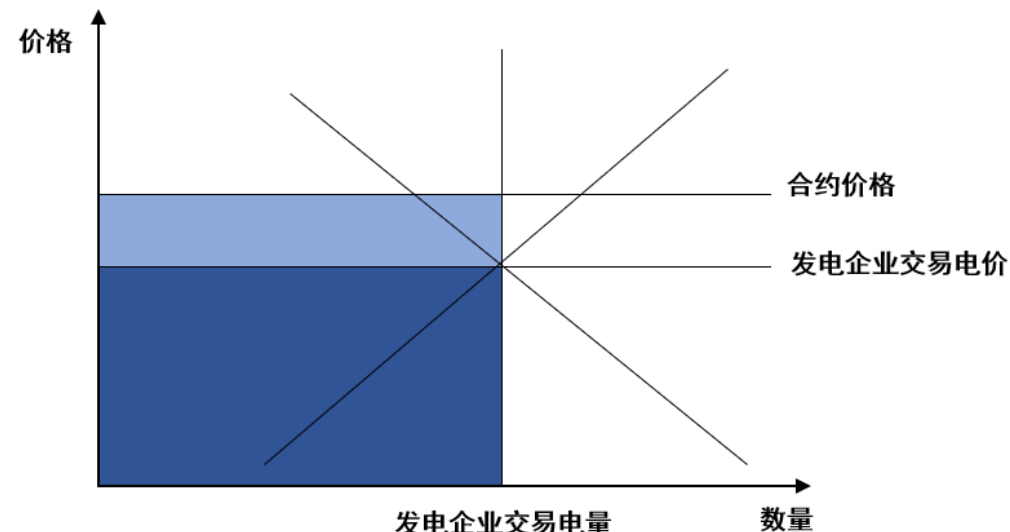
- 政府授权合约为电力市场差价合约的一种，以政府为对手方，与发电企业签订量、价合约，在一定程度上补偿发电企业的发电成本，并抑制市场力和加强市场竞争，降低电价波动对发电企业的影响。
- 政策提出将优先发电计划转化为政府授权的中长期合同。国家发改委、国家能源局于2022年1月发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出，有序放开发用电计划，分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场，分批次推动经营性用户全面参与市场，推动将优先发电、优先购电计划转化为政府授权的中长期合同。中电联发布的《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》中提出，加快完善新能源参与市场交易电价机制，新能源优先发电计划应转为政府授权合约机制，保障新能源企业合理收益。
- 建立政府授权合约机制有助于推动新能源参与电力市场交易。中电联发布《新能源参与电力市场相关问题研究报告》提出，在新能源高占比的地区，新能源参与电力市场后的价格普遍走低，加之辅助服务分摊、系统偏差考核等因素，新能源在市场中面临价格震荡、曲线波动、偏差考核、政策影响等多重风险；推动新能源逐步进入市场交易，建立政府授权的中长期差价合约机制，通过与政府授权电网企业或保底购电企业场外签订新能源差价合约的方式，产生的损益由全体工商业用户分摊或分享。

图5：发电企业交易电价高于合约价格时的发电企业收益拆分



资料来源：国信证券经济研究所整理

图6：发电企业交易电价低于合约价格时的发电企业收益拆分



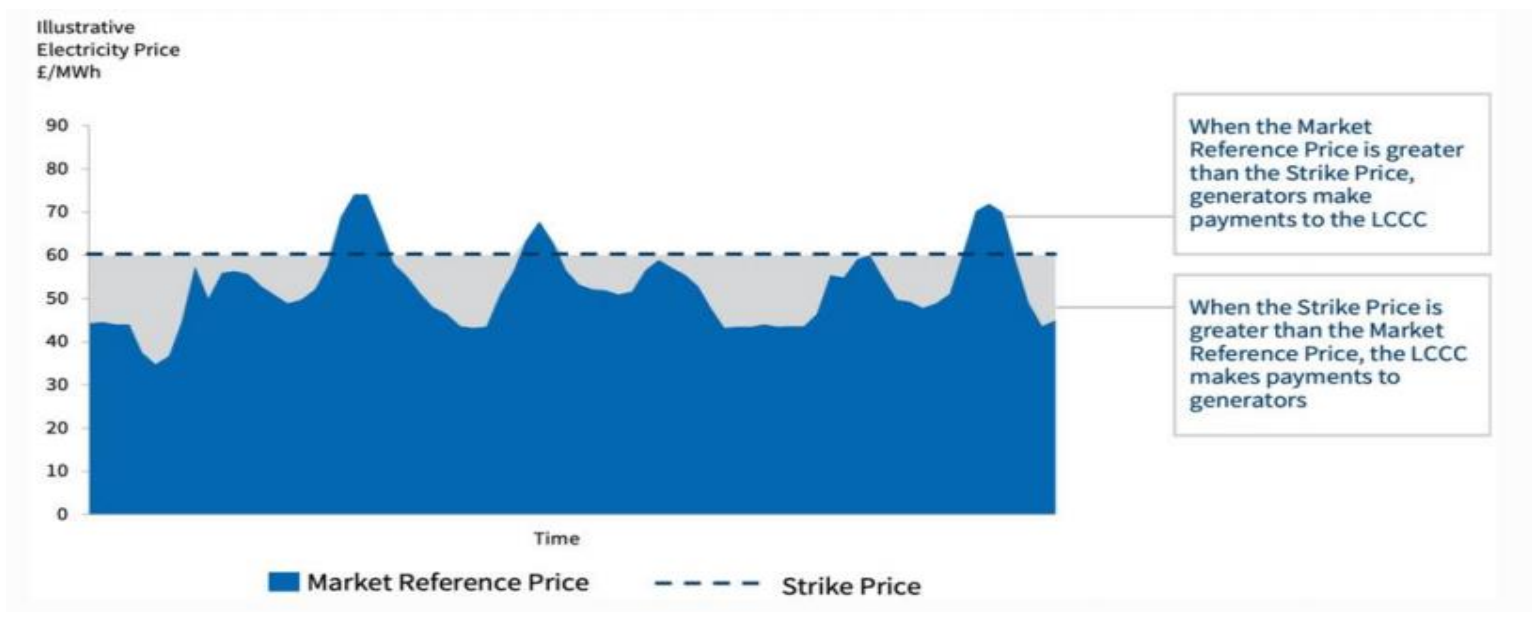
资料来源：国信证券经济研究所整理



# 英国实施差价合约机制促进新能源发展

- 2013年，英国开启电力市场改革，首次开发并引入CfD (Contracts for Difference) 机制；2014年，英国开始实施差价合约 (CfD) 机制，取代之前执行的可再生能源义务 (RO) 机制，用于政府支持低碳能源专项预算分配。
- 英国CfD差价合约是由低碳发电企业与政府下属的“低碳合同公司” (LCCC) 之间签署的法律合同。双方在固定期限15年内，政府按照事先约定好的“执行价格” (Strike Price) 与同期市场“参考电价” 之间的差额向低碳发电企业进行补偿/收费。其中，“执行价格” 由各个符合投标条件的低碳发电企业直接竞争形式确定，每一种可再生能源技术类型投出的最低价格为其“执行价格”；所有投标项目价格按由低到高顺序排列，价低者中标，获得政府补贴，直至累积投标项目容量达到该轮拟分配的计划容量。参考电价低于执行价格时，LCCC补偿发电企业，反之则发电企业向LCCC支付费用，CfD机制保障发电企业在合同期限内可获得确定的收入，收入由不同发电技术预先确定，电价波动变化对发电企业的收入影响不大，促进绿色能源投资的同时避免消费者支付过高的能源成本。
- CfD机制开始时两年进行一轮分配，涵盖可再生能源、核能、CCUS等类型。2022年2月，英国政府宣布为进一步响应其“净零战略”，将差价合约机制改为年度分配，于2023年3月起正式实行。自2014年第一轮CfD分配以来，英国前三轮CfD合约已签署超11GW电力容量。第四轮分配计划每年向低碳技术提供2.85亿英镑的支持资金，电力容量为12GW。

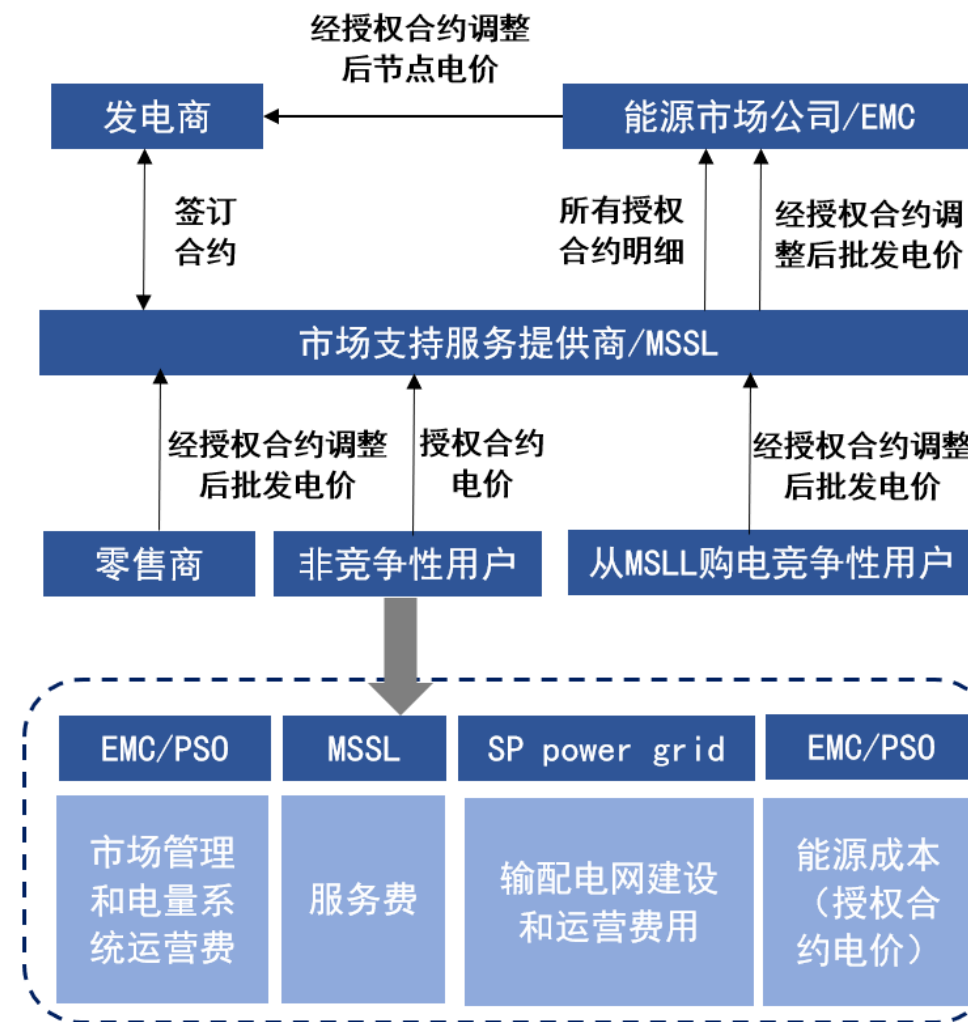
图7：英国差价合约 (CfD) 机制图示



资料来源：FTI Consulting，国信证券经济研究所整理

图8：新加坡电力市场授权合约成本分摊机制

- 2004年，新加坡国家电力市场（NEMS）引入授权合约机制，由市场支持服务提供商（MSSL）与各发电集团强制签订，发电企业签订的授权合约电量按政府定价进行结算，合约数量、价格和基准价格等因素影响授权合约收益，不受现货电价影响。新加坡授权合约机制固定了一定比你电量的发电收益，限制了发电集团通过机组持留抬高电价。
- 授权合约电量及授权合约价格设定：**每个合约年度设定对应的授权合约水平，为合约电量占全社会用电预测值的比值。合约水平设定基于的原则是市场出清电价稳定在政府核定电价，根据《新加坡电力市场授权合约分析及其启示》，新加坡能源市场管理局确定合理市场电价为最经济有效的发电机组的长期边际成本，即授权合约价格，目前授权合约价格为370MW单元的联合循环燃气轮机机组的长期边际成本。合约电量根据历史发电、用电数据按照装机比例进行分配。
- 授权合约成本分摊机制：**非竞争性电力用户电量由授权合约完全覆盖，非竞争性电量用户需支付授权合约费用；剩余合约电量的收入/成本由市场支持服务提供商（MSSL）疏导至零售商和从MSSL购电的竞争性电力用户。
- 新加坡授权合约机制以控制市场力为导向，确定合约电量，有助于平抑市场力，实现计划与市场的有效衔接，保障发电侧收入确定性，促进发电侧的电源投资。



资料来源：陈柏柯等、《新加坡电力市场授权合约分析及其启示》、中国电力、2021、54（6）：44-53，国信证券经济研究所整理

# 广西2024年新能源市场交易中试点引入政府授权合约机制



- **新能源参与市场交易为长期趋势。**2022年1月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确提出到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，**新能源全面参与市场交易**，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。由于新能源市场化交易价格多低于新能源保障性收购价格/煤电市场化交易价格，新能源参与市场交易面临收益不确定性问题，作为新能源参与市场交易的过渡机制，政府授权合约机制开始落地。
- **2024年广西电力市场交易方案中提出政府授权合约机制，明确政府授权合约价格为0.38元/KWh**
- 广西壮族自治区工信厅、发改委 国家能源局南方监管局发布《2024年广西电力市场交易实施方案》：广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。
- 广西壮族自治区工信厅、发改委联合发布《关于明确新能源发电企业政府授权合约价格有关事宜的通知》：集中式风电、光伏发电企业参与电力市场化交易新能源发电企业市场电量政府授权合约价格为**0.38元/千瓦时**；在结算政府授权合约差价费用时暂按上述政府授权合约价格执行，后续视电力市场交易运行实际情况，结合成本调查，经报上级同意，再对政府授权合约价格进行优化调整。

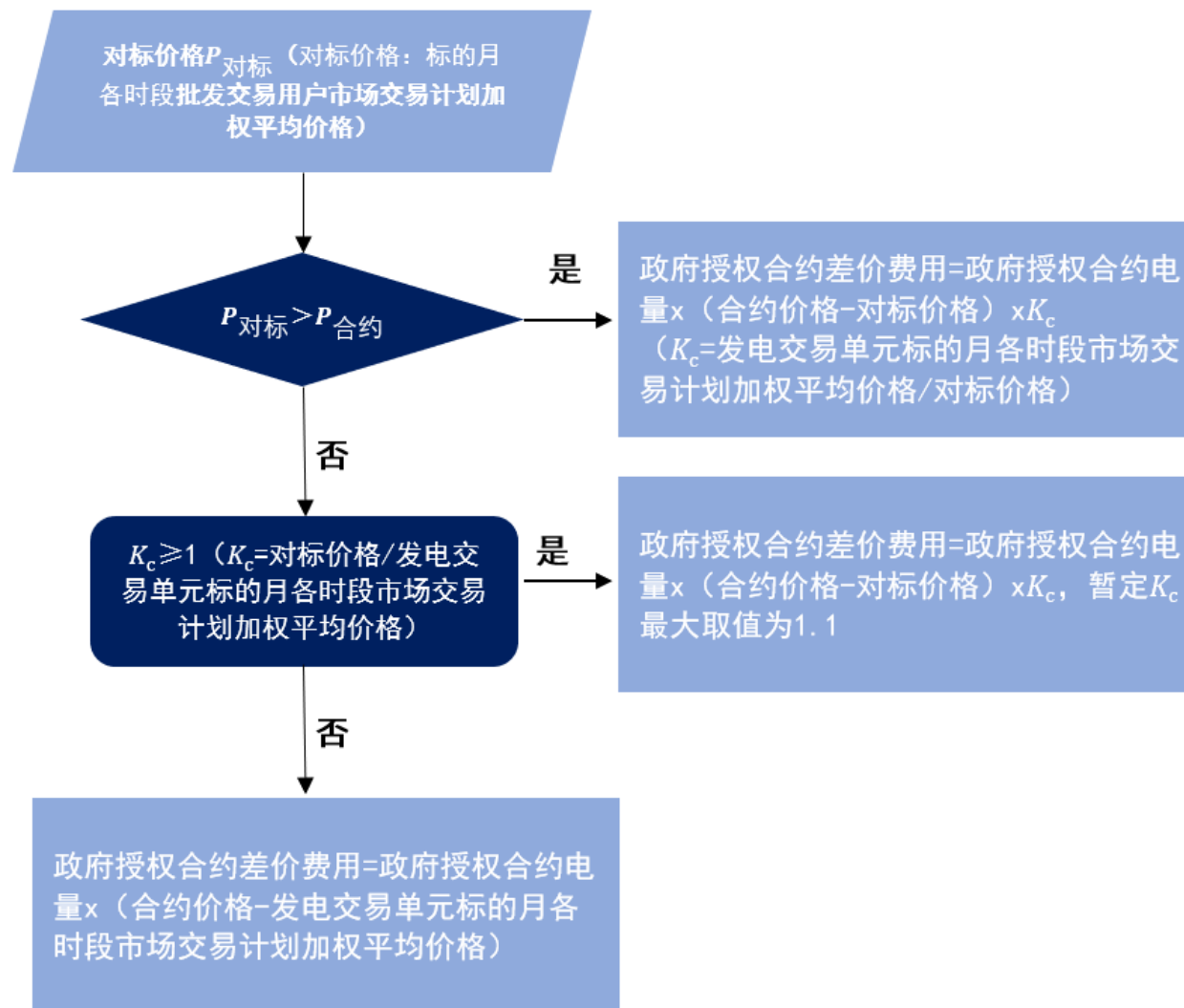
表9：广西政府授权合约机制政策梳理

合约条款	具体内容
合约电量	参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场化电量仍按核定上网电价结算；2024年，广西集中式风电、光伏发电企业分别享有800、500小时的等效利用小时数，该小时范围内执行煤电基准价，约为0.42元/千瓦时，剩余电量执行政府授权合约机制。
合约价格	集中式风电、光伏发电企业参与电力市场化交易新能源发电企业市场电量政府授权合约价格为0.38元/千瓦时。
对标价格	政府授权合约对标价格为标的月各时段批发交易用户市场交易计划的加权平均价格。
结算原则	1) 各发电企业自主参与市场交易，确定交易电量、交易价格等信息，按照市场规则及有关规定进行结算。发电企业结算费用=市场化结算费用+政府授权合约差价费用； 2) 当对标价格大于等于合约价格时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-对标价格）× $K_c$ （ $K_c$ =发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格， $K_c$ 四舍五入保留3位小数，下同），暂定 $K_c$ 最小取值为0.9。 3) 当对标价格小于合约价格时， $K_c$ =对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格，在政府授权合约执行初期： 当 $K_c \geq 1$ 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-对标价格）× $K_c$ ，暂定 $K_c$ 最大取值为1.1 当 $K_c < 1$ 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×（合约价格-发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格） 4) 计算政府授权合约差价费用时，发电交易单元标的的月各时段市场交易计划加权平均价格保留2位小数，应包含合同电量转让交易价格、代购合同电量转让交易价格等，不含绿色电力交易环境溢价（绿证价格）。当发电交易单元标的月无交易计划时， $K_c$ 按1执行。

资料来源：广西发改委、国信证券经济研究所整理

图9：广西政府授权合约计算规则梳理

- 发电企业结算费用=市场化结算费用+政府授权合约差价费用；其中，市场化结算费用=市场化交易电量\*发电交易单元市场交易价格；政府授权合约差价结算费用计算规则如右图所示：
- 分不同情况来看，当对标价格大于合约价格时，发电企业需支付政府授权合约差价费用，且发电企业交易电价越高，承担的政府授权合约差价费用相应更大。
- 当对标价格小于合约价格时，若对标价格大于等于发电企业交易电价，则发电企业可获得政府授权合约差价收益，但由于暂定 $K_c$ 最大取值为1.1，这意味着对于发电企业收益补偿有限；若对标价格小于发电企业交易电价，则发电企业可获得政府授权合约差价收益，合约价格与发电企业交易价格的价差影响收益水平。



资料来源：广西发改委，国信证券经济研究所整理

# 广西2024年新能源市场交易中试点引入政府授权合约机制



• 市场化交易结算电价涉及发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格 $P_{交易}$ 、对标价格 $P_{对标}$ 、合约价格 $P_{合约}$ ，不同情形下新能源市场化交易结算电价公式如下：

◆ 对标价格 $P_{对标} < 合约价格P_{合约}$ 时：

• 1)  $\frac{P_{对标}}{P_{交易}} \geq 1$ 时，若 $\frac{P_{对标}}{P_{交易}} \geq 1.1$ ，则结算价格 $P_{结算} = P_{交易} + (P_{合约} - P_{对标}) * 1.1$ ；若 $\frac{P_{对标}}{P_{交易}} < 1.1$ ，则结算价格 $P_{结算} = P_{交易} + (P_{合约} - P_{对标}) * \frac{P_{对标}}{P_{交易}}$ ；

• 2)  $\frac{P_{对标}}{P_{交易}} < 1$ ，则结算价格 $P_{结算} = P_{交易} + (P_{合约} - P_{交易}) = P_{合约} = 0.38$ ；

◆ 对标价格 $P_{对标} > 合约价格P_{合约}$ 时，1) 若 $\frac{P_{交易}}{P_{对标}} > 0.9$ ，则结算价格 $P_{结算} = P_{交易} + (P_{合约} - P_{对标}) * \frac{P_{交易}}{P_{对标}}$ ；2) 若 $\frac{P_{交易}}{P_{对标}} \leq 0.9$ ，则结算价格 $P_{结算} = P_{交易} + (P_{合约} - P_{对标}) * 0.9$ 。

表10：广西政府授权合约机制下新能源市场化交易结算电价（元/KWh）

		发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格					
		0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45
对标价格	0.3207	0.265	0.315	0.355	0.380	0.380	0.380
	0.3407	0.243	0.293	0.343	0.380	0.380	0.380
	0.3607	0.221	0.271	0.321	0.369	0.380	0.380
	0.3807	0.199	0.249	0.299	0.349	0.399	0.449
	0.4007	0.181	0.231	0.281	0.331	0.379	0.427
	0.4207	0.163	0.213	0.271	0.316	0.361	0.406
	0.4407	0.145	0.195	0.245	0.295	0.345	0.388
	0.4607	0.127	0.177	0.227	0.277	0.327	0.371
	0.4807	0.109	0.159	0.209	0.259	0.309	0.356

资料来源：广西发改委、国信证券经济研究所整理

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

# 广西2024年新能源市场交易中试点引入政府授权合约机制



- 根据《2024年广西电力市场交易实施方案》，集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，风电等效利用小时数为800小时，集中式光伏等效利用小时数为500小时，参考2023年全国风电、光伏平均利用小时数（风电2225小时、光伏1286小时），测算核定电价和市场化交易电价结算电量，风电核定电价和市场化交易电价结算电量比例为36%、64%，光伏核定电价和市场化交易电价结算电量比例为39%、61%；
- 广西风电、光伏核定上网电价（含税）为0.4207元/KWh，政府授权合约机制下的市场化电量上网结算电价如表9所示；
- 测算不同情形下的上网结算电价情况，测算结果显示：
  - 1) 政府授权合约价格机制下，对标价格与合约价格相近时，风电、光伏企业上网结算电价与无政府授权合约机制下的上网结算电价相同；
  - 2) 政府授权合约价格机制下，对标价格小于合约价格时，风电、光伏企业上网结算电价大于无政府授权合约机制下的上网结算电价；
  - 3) 政府授权合约价格机制下，对标价格大于合约价格时，风电、光伏企业上网结算电价小于无政府授权合约机制下的上网结算电价。

表11: 广西政府授权合约机制下考虑保障利用小时数后的风电上网结算电价（元/KWh）

		发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格						
		0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	
对标价格	考虑保障利用小时数后上网结算电价	0.279	0.311	0.343	0.375	0.407	0.439	
	考虑保障利用小时数后按授权合约电价的上网结算电价							
		0.3207	0.321	0.353	0.379	0.395	0.395	0.395
		0.3407	0.307	0.339	0.371	0.395	0.395	0.395
		0.3607	0.293	0.325	0.357	0.387	0.395	0.395
		0.3807	0.279	0.311	0.343	0.375	0.407	0.439
		0.4007	0.267	0.299	0.331	0.363	0.394	0.425
		0.4207	0.256	0.288	0.325	0.354	0.383	0.412
		0.4407	0.244	0.276	0.308	0.340	0.372	0.400
		0.4607	0.233	0.265	0.297	0.329	0.361	0.389
	0.4807	0.221	0.253	0.285	0.317	0.349	0.379	

资料来源：广西发改委，国信证券经济研究所测算

表12: 广西政府授权合约机制下考虑保障利用小时数后的光伏上网结算电价（元/KWh）

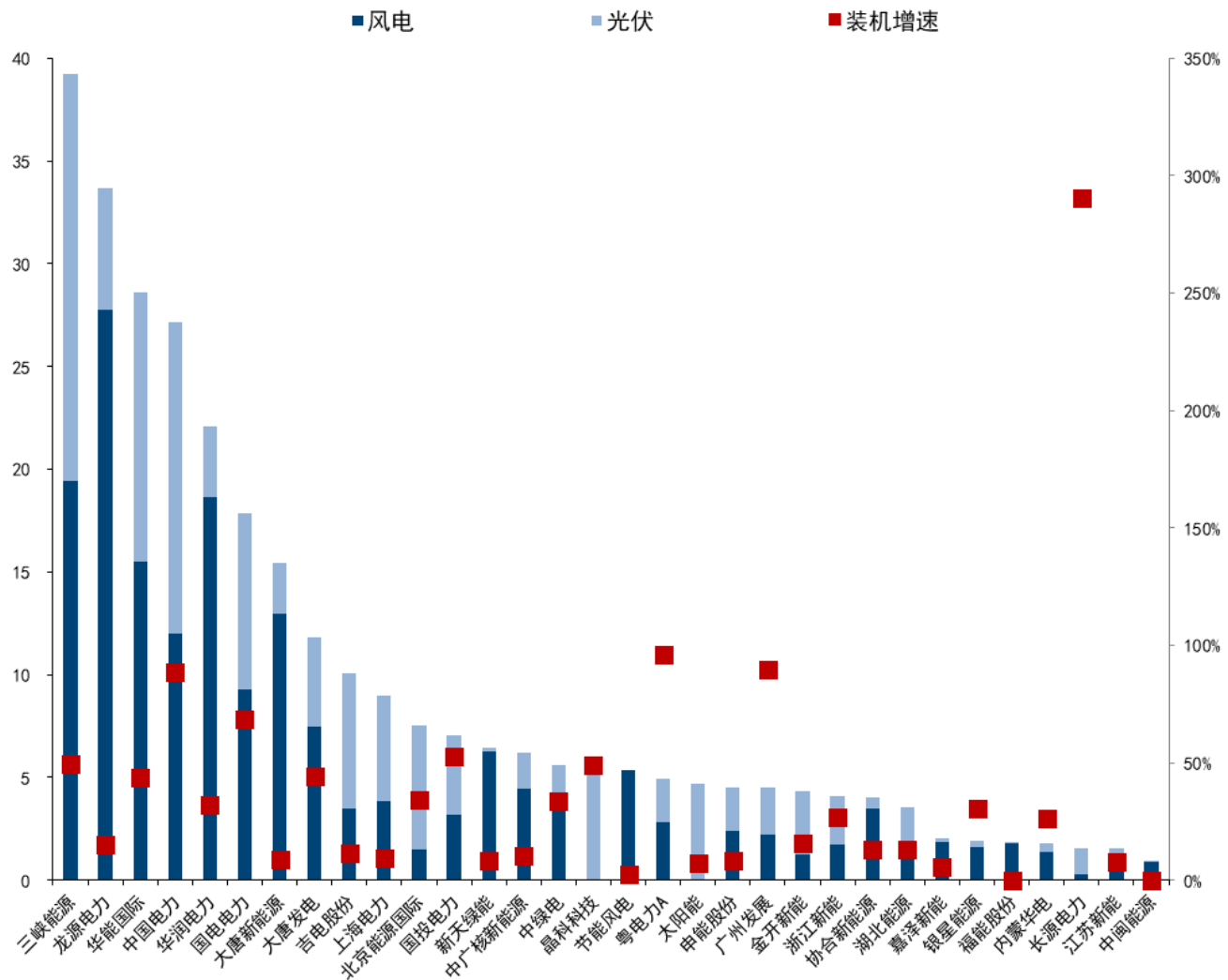
		发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格						
		0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	
对标价格	考虑保障利用小时数后上网结算电价	0.286	0.316	0.347	0.377	0.408	0.439	
	考虑保障利用小时数后按授权合约电价的上网结算电价							
		0.3207	0.326	0.356	0.381	0.396	0.396	0.396
		0.3407	0.312	0.343	0.373	0.396	0.396	0.396
		0.3607	0.299	0.329	0.360	0.389	0.396	0.396
		0.3807	0.285	0.316	0.347	0.377	0.408	0.438
		0.4007	0.274	0.305	0.336	0.366	0.395	0.424
		0.4207	0.263	0.294	0.329	0.357	0.384	0.412
		0.4407	0.252	0.283	0.314	0.344	0.374	0.401
		0.4607	0.241	0.272	0.303	0.333	0.364	0.390
	0.4807	0.230	0.261	0.292	0.322	0.353	0.381	

资料来源：广西发改委，国信证券经济研究所测算

- [ 01 ] 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设
- [ 02 ] 多地电力市场交易方案有何特点？
- [ 03 ] 新能源市场化发展的过渡方式：政府授权合约机制
- [ 04 ] 新能源盈利整体表现平稳，未来可能有所波动
- [ 05 ] 风险提示

# 多数公司装机持续增长，光伏装机增速快于风电

图10：2023年各公司风光新能源装机容量情况（GW）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图11：2023年各公司装机增速情况

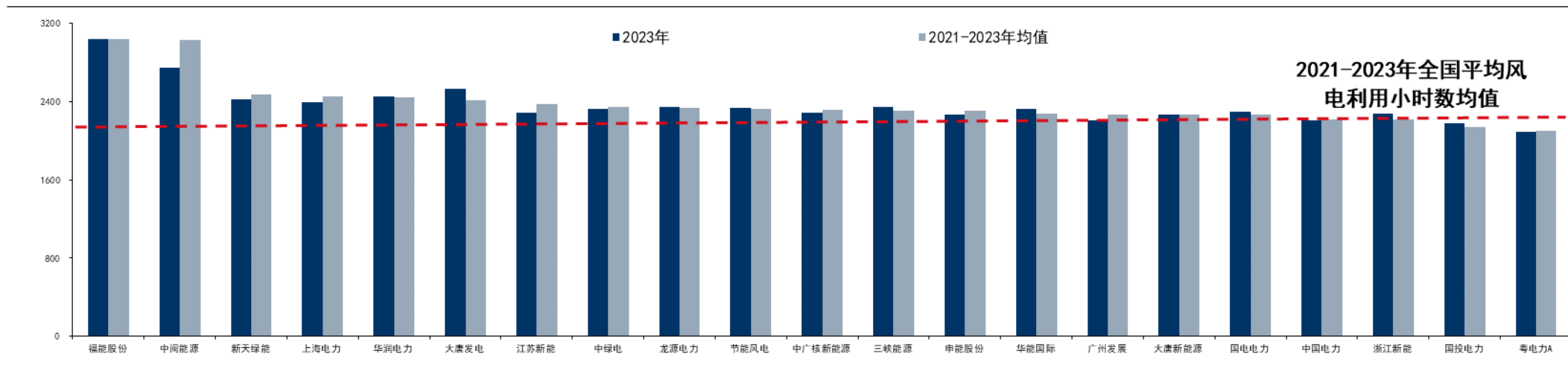
公司简称	新能源装机增长率	风电装机增速	光伏装机增速
三峡能源	50%	22%	93%
龙源电力	15%	6%	99%
华能国际	44%	14%	109%
中国电力	89%	67%	110%
华润电力	32%	20%	184%
国电电力	68%	25%	173%
大唐新能源	9%	2%	63%
大唐发电	44%	38%	57%
吉电股份	11%	6%	14%
上海电力	10%	0%	19%
北京能源国际	34%	94%	25%
国投电力	53%	8%	133%
新天绿能	8%	8%	5%
中广核新能源	11%	0%	48%
中绿电	34%	15%	107%
晶科科技	49%		49%
节能风电	2%	2%	
粤电力A	96%	19%	1118%
太阳能	8%		8%
申能股份	8%	3%	14%
广州发展	90%	95%	84%
金开新能	16%	3%	22%
浙江新能	27%	35%	22%
协合新能源	13%	11%	29%
湖北能源	13%	17%	11%
嘉泽新能	6%	0%	158%
银星能源	31%	14%	417%
福能股份	0%	0%	0%
内蒙华电	26%	0%	543%
长源电力	291%	23%	592%
江苏新能	8%	0%	122%
中闽能源	0%	0%	0%

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理



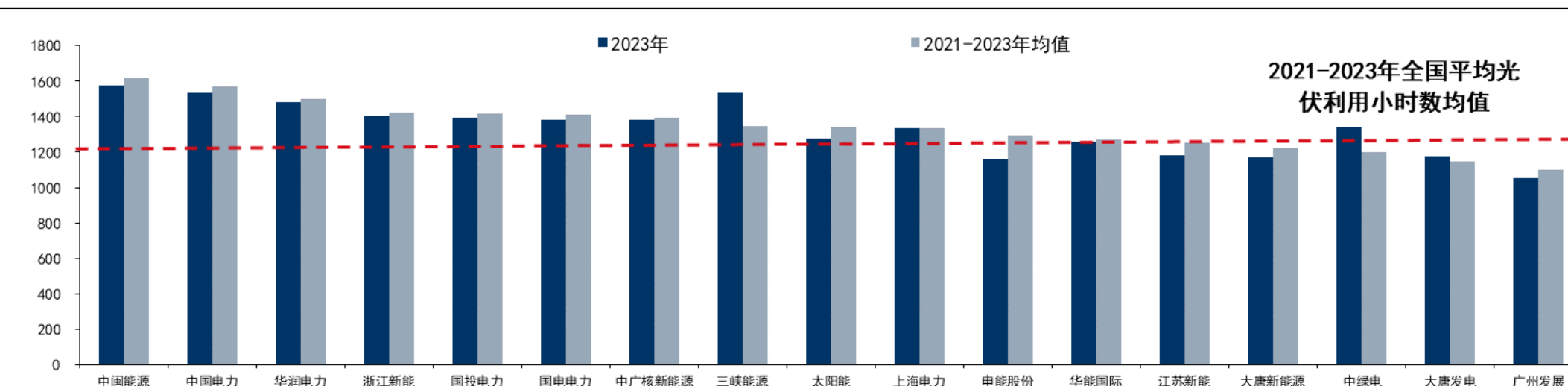
# 利用小时数较为稳定，多数公司好于全国平均水平

图12：各公司2023年风电利用小时数及2021-2023年风电利用小时数均值（小时）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：中闽能源为陆上风电利用小时数

图13：各公司2023年光伏利用小时数及2021-2023年光伏利用小时数均值（小时）

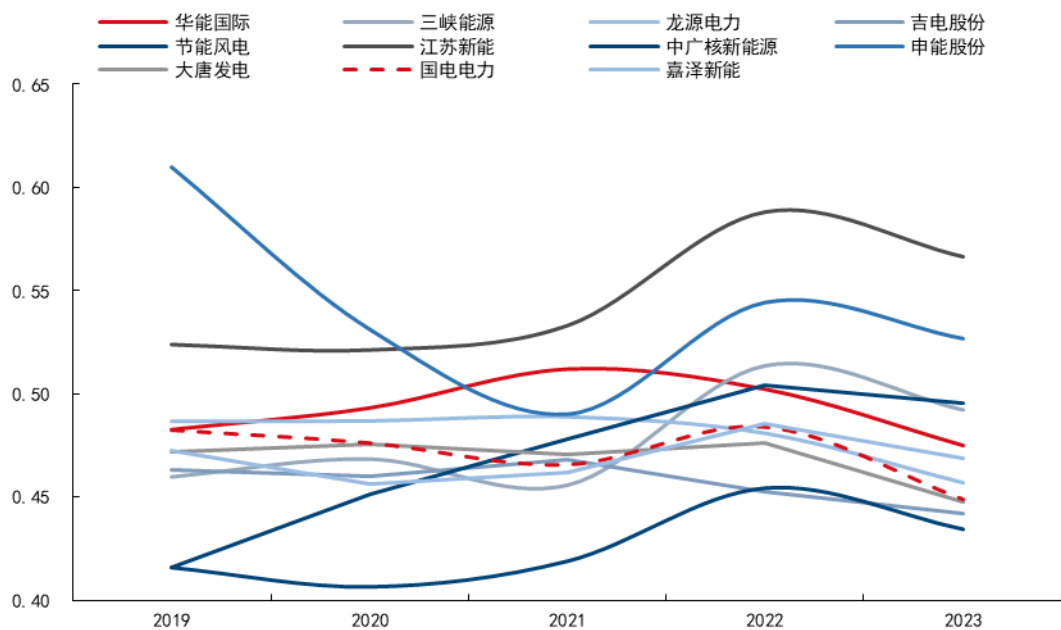


资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

# 电价分化，风电电价较为稳定，光伏电价呈下降趋势

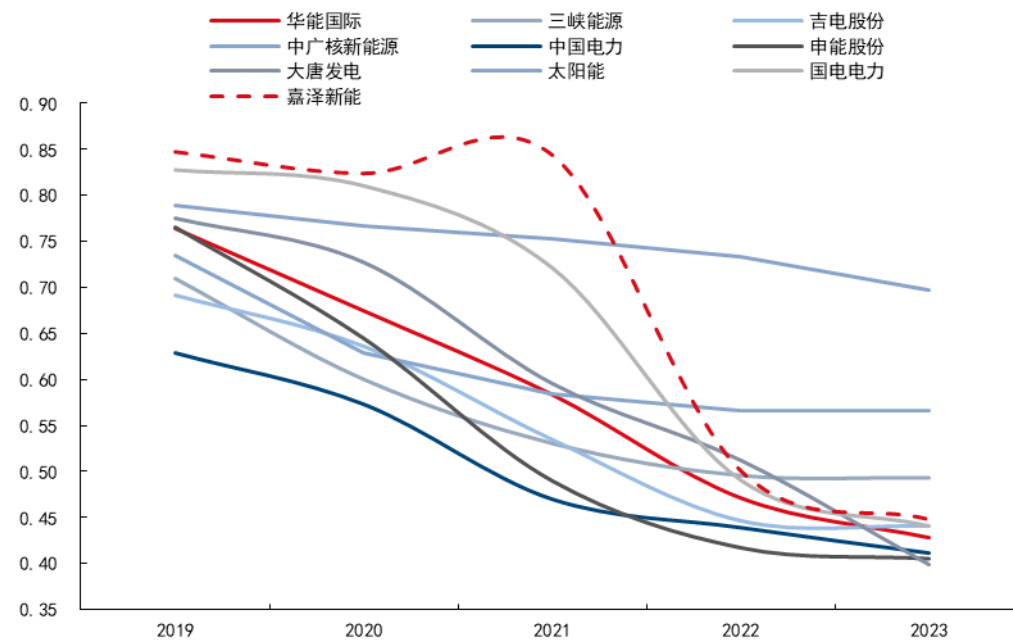
- 从各公司2019-2023年风电平均上网电价走势来看，风电上网电价较为平稳，主要原因在于风电项目出力时点较为均匀，电价受市场化交易的影响相对较小，市场化交易对风电项目收益率的影响相对有限；
- 从各公司2019-2023年光伏平均上网电价走势来看，光伏上网电价整体呈现下降趋势，2022年后平均上网电价大幅下降，主要原因在于平价项目装机容量增加，以及光伏出力时点较为集中，光伏出力较大的时点多处于电价谷/平价时段，或电力供需相对宽松使得市场化交易电价偏低，因而使得光伏项目上网电价下降，影响光伏项目收益率。

图14：2019-2023年各公司风电上网电价（元/KWh，不含税）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图15：2019-2023年各公司光伏上网电价（元/KWh，不含税）

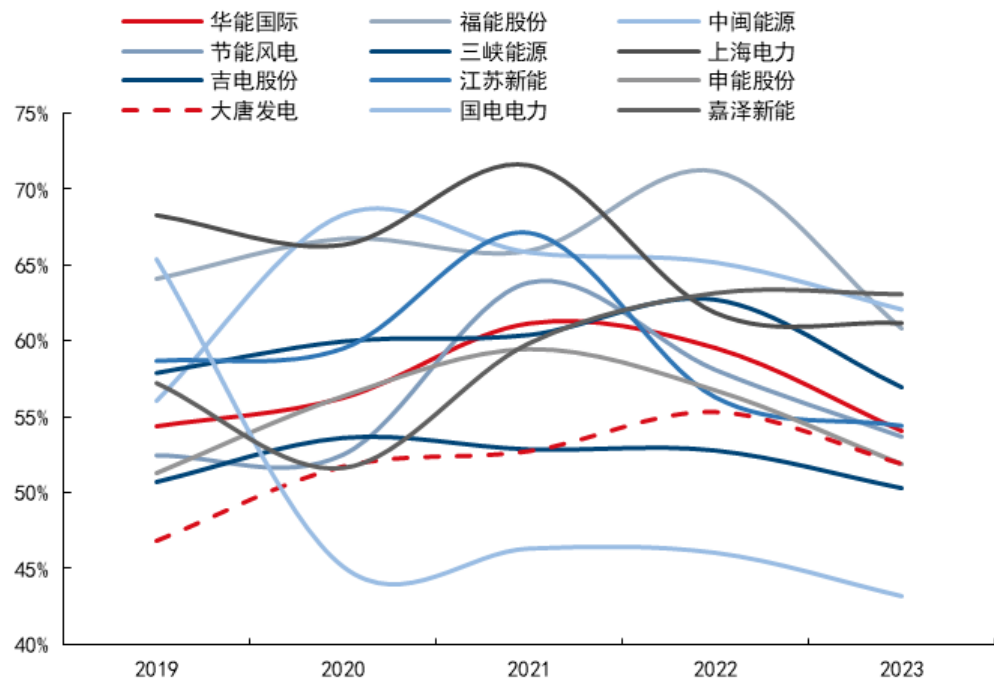


资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

# 毛利率整体较为稳定，未来可能有所波动

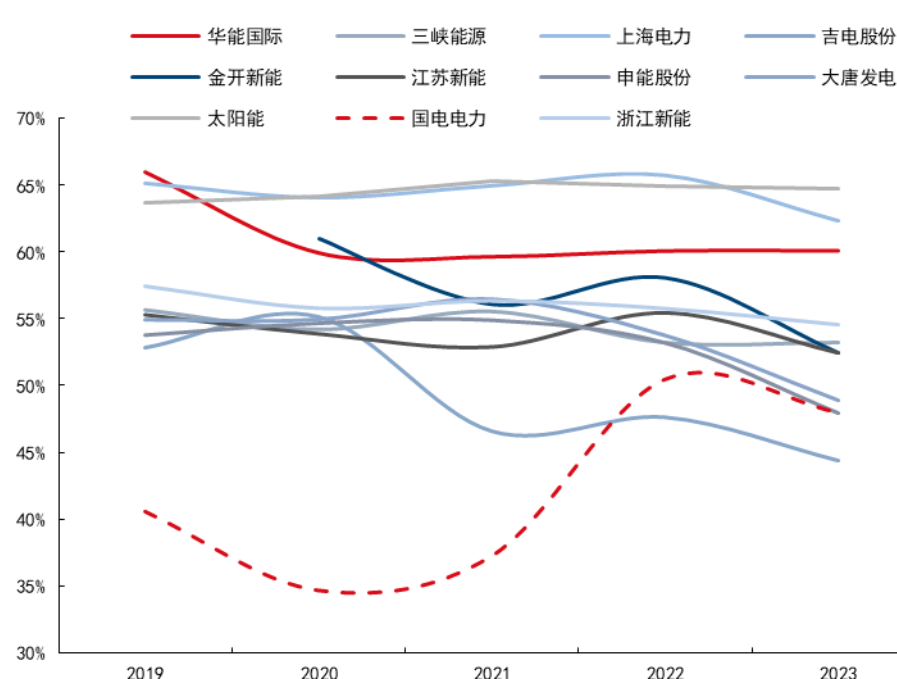
- 新能源发电毛利率受上网电价、项目投资成本以及利用小时数等因素影响，从各上市公司2019-2023年风电、光伏业务的毛利率走势来看，各公司新能源发电业务的毛利率维持在比较稳定的水平，部分公司受利用小时数、上网电价因素小幅波动。尽管上网电价呈现下降趋势，各公司毛利率仍保持稳定的原因在于项目投资成本下降，尤其是光伏产业链随着上游设备供需结构变化，当前光伏组件价格大幅下降，使得光伏项目收益率维持在合理水平；此外，新能源发电项目可参与绿电、绿证交易，一定程度对冲电价下降影响。未来由于各地新能源市场化交易政策变化，新能源项目上网电价存有一定不确定性，可能会使得新能源发电毛利率有所波动。

图16：2019-2023年各公司风电业务毛利率情况



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

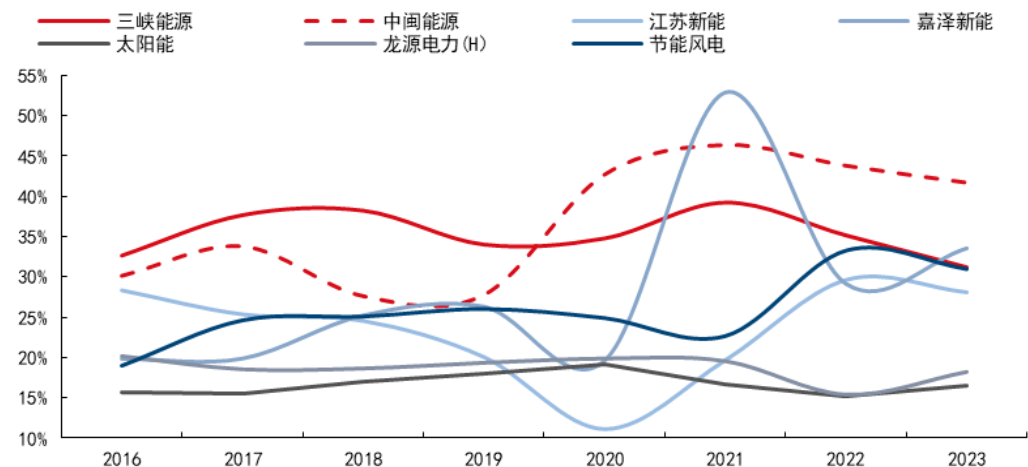
图17：2019-2023年各公司光伏业务毛利率



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

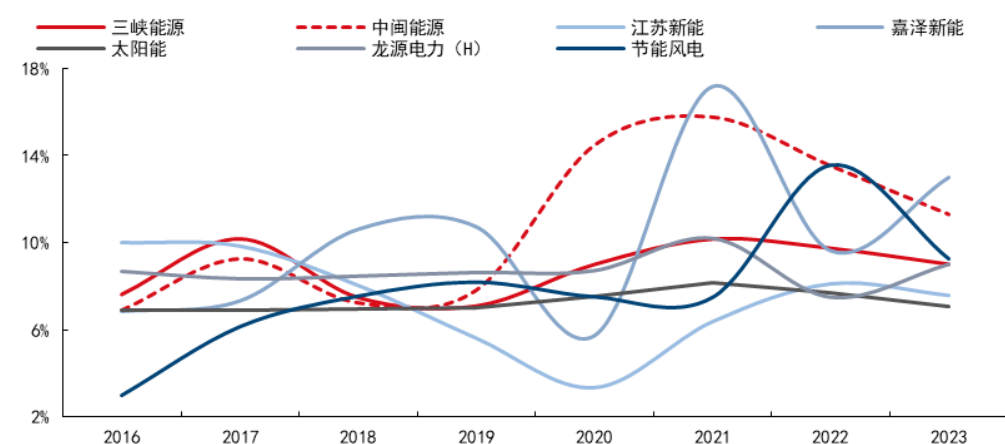
# 盈利能力表现平稳，现金流维持较好水平

图18: 新能源发电公司净利率变化情况



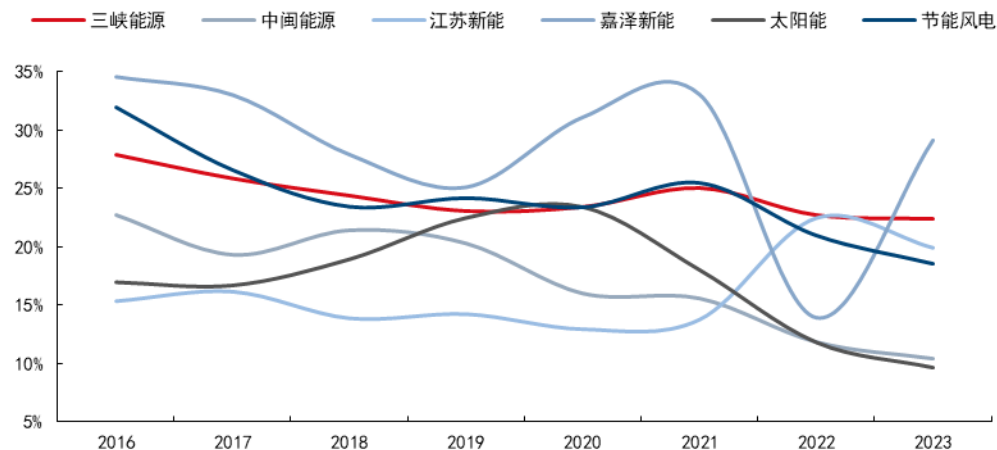
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图19: 新能源发电公司ROE变化情况



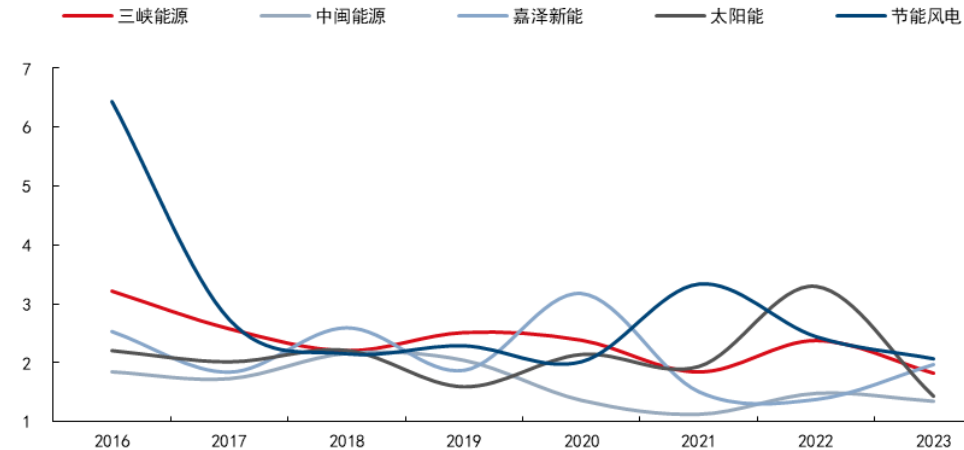
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图20: 新能源发电公司三项费用率合计情况



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图21: 新能源发电公司净现比情况



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

- [ 01 ] 电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设
- [ 02 ] 多地电力市场交易方案有何特点？
- [ 03 ] 新能源市场化发展的过渡方式：政府授权合约机制
- [ 04 ] 新能源盈利整体表现平稳，未来可能有所波动
- [ 05 ] 风险提示

- **电价下调：**电价对绿电项目收益率具有重要影响，若未来新能源参与市场化交易使得电价出现下调，将导致绿电项目收益率有所下降，从而可能会导致绿电运营商业绩增长不及预期，影响市场表现。
- **政策变化风险：**若各地新能源市场化交易政策出现变化，可能对存量新能源项目的上网电价带来影响，进而导致绿电项目收益率有所下降，影响新能源发电企业的市场表现。
- **绿电消纳水平下降：**消纳水平很大程度上影响绿电项目的收益水平，如果新能源配套的储能或外送通道建设不及预期，或宏观经济下行引起用电量下降，将会导致绿电项目消纳水平下降，弃风弃光现象逐渐增加，使得绿电项目收益率下行。
- **新能源项目建设投运不及预期：**新能源项目建设是绿电企业业绩增长的重要驱动力，若由于成本、消纳、项目收益率等因素导致新能源项目建设不及预期，将会导致绿电企业业绩增长不及预期。

## 国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.GSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

### 分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

### 重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

### 证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。



国信证券

GUOSEN SECURITIES

## 国信证券经济研究所

---

### 深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046 总机：0755-82130833

### 上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

### 北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032